



Stellungnahme

50Hertz Transmission GmbH

Gesetzentwurf der Fraktionen SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN
**Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts
zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen**
BT-Drucksache 20/14235

und dem

Änderungsantrag der Fraktionen SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN
**zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur
Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen**
BT-Drucksache 20/14235
Ausschussdrucksache 20(25)745

sowie zu dem

Gesetzentwurf der Fraktionen SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN
Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes
BT-Drucksache 20/14242

und dem

Gesetzentwurf der Fraktionen SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN
**Entwurf eines Gesetzes für einen Zuschuss zu den
Übertragungsnetzkosten im Jahr 2025**
BT-Drucksache 20/14026

Dem Ausschuss ist das vorliegende Dokument in nicht barrierefreier Form zugeleitet worden.

Siehe Anlage

Berlin, 13.01.2025 | Seite 1 von 8

STELLUNGNAHME ZU VERSCHIEDENEN GESETZENTWÜRFEN IM RAHMEN DER ÖFFENTLICHEN ANHÖRUNG IM AUSSCHUSS FÜR KLIMASCHUTZ UND ENERGIE DES DEUTSCHEN BUNDESTAGS AM MITTWOCH, DEN 15. JANUAR 2025

Zum:

Gesetzentwurf der Fraktionen SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen (BT-Drucksache 20/14235)

Der vorliegende Gesetzentwurf enthält sehr wichtige Anpassungen des Energiewirtschaftsrechts.

Insbesondere ist zu begrüßen, dass die angekündigten Maßnahmen zur Steuerbarkeit von Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) im Gesetzentwurf enthalten sind und umgesetzt werden sollen. Darüber hinaus empfehlen wir bei einzelnen Aspekten über die im Gesetzentwurf vorgeschlagenen Maßnahmen hinaus zu gehen. So etwa sollten: Die Maßnahme zur Aussetzung der Vergütung bei negativen Preisen (§ 51 Abs. 1 und 2 EEG-E) für Neuanlagen durch die Einführung einer Pönale bei weiterer Einspeisung ergänzt werden. Desweiteren sollte auch die Steuerbarkeit von EE-Anlagen im Segment 25 bis 100 kW bereits früher der Testpflicht unterliegen.

Die Absenkung der Schwellen zur verpflichtenden Direktvermarktung ist im Vergleich zu einer früheren Version des Gesetzentwurfs nicht mehr enthalten, jedoch sind Maßnahmen zur Ausweitung und Entbürokratisierung der Direktvermarktung auch für kleinere Erneuerbare Energien-Anlagen enthalten. Diese Maßnahmen sind aus Sicht der 50Hertz Transmission GmbH (50Hertz) zwingend notwendig, um ein Stromsystem, in dem Erneuerbare Energien eine immer wichtigere Rolle spielen, sicher zu betreiben. Andernfalls kann es durch Erzeugungsüberschüsse zu Netzsituationen kommen, in denen ganze Verteilnetzstränge und damit Endverbraucher temporär von der Stromversorgung getrennt werden müssen.

Im Folgenden nehmen wir zu den einzelnen Regelungen des Gesetzentwurfs Stellung.

Zu § 9 EEG-E und § 29 MsbG-E – Steuerbarkeit von EE-Anlagen

Die sichere und zuverlässige Steuerbarkeit von EE-Anlagen ist eine Grundvoraussetzung für adäquates Handeln durch die Netzbetreiber, insbesondere in kritischen Netzsituationen. Wir begrüßen in diesem Sinne die Anpassungen in § 9 EEG-E sowie § 29 MsbG-E, die im Zielbild eine Steuerung durch die Netzbetreiber für EE-Anlagen ab 7 kW ermöglichen.

Berlin, 13.01.2025 | Seite 2 von 8

Die Formulierung "sobald jeweils die technische Möglichkeit besteht" (§ 9 Abs 1 Nr. 2 EEG-E) ist nicht eindeutig. Mit dem Einbau von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen gemäß § 29 MsbG-E ist die Steuerungsmöglichkeit durch die Netzbetreiber verbindlich sicherzustellen.

Der Gesetzentwurf sieht ferner eine Übergangslösung zur Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung auf maximal 60 % der installierten Leistung für neue Anlagen in der festen Einspeisevergütung im Segment 25 bis 100 kW sowie < 25 kW bis zum Einbau von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen vor (§ 9 Abs. 2 Nr 2b EEG-E und § 9 Abs 2 Nr 3) EEG-E vor. Wir begrüßen diese Maßnahme, da diese einen Anreiz zur Herstellung der vollständigen Steuerbarkeit setzt und kurzfristig wirkt. Außerdem wird dadurch ein Anreiz geschaffen, dass mehr Anlagen von der Festvergütung in die Direktvermarktung wechseln.

Wichtig ist, dass festgelegt wird, wie die Maßnahme zur Begrenzung der maximalen Einspeiseleistung auf 60 % der installierten Leistung umgesetzt, getestet und kontinuierlich überwacht werden soll, da die Maßnahme ansonsten nicht effektiv wirken kann.

Grundsätzlich sollte diese Maßnahme nur eine Übergangslösung darstellen, bis die Mess- und Steuerbarkeit gemäß § 29 MsbG-E sichergestellt ist.

Zu § 19 EEG – Betrieb von Stromspeichern

Neu enthalten sind Nutzungsformen zur (Heim)Speichernutzung. Die im Gesetzesentwurf vorgesehene Pauschaloption, ist sehr zu begrüßen, da sie eine pragmatische Lösung darstellt, Heimspeicher ins System mit einzubeziehen. Wichtig wäre, dass diese Regelung auch für Bestandsanlagen gültig ist. Um die aktuell hohe installierte Leistung von Speichern als Potenzial für netz- und systemdienlichen Betrieb zu heben, sollte die Regelung für Bestands- und Neuanlagen gelten.

Hingegen kann die Abgrenzungsoption, welche in der Umsetzung des Messkonzeptes und in der Abrechnung sehr komplex ist, gestrichen werden, da sie keinen Vorteil gegenüber der Pauschaloption darstellt. Schließlich bearbeitet sie ein fast identisches Bezugs- und Einspeiseverhalten.

Des Weiteren wird die Ermöglichung der Pauschaloption (ohne Förderbeschränkung) für alle Anlagen als sinnvoll angesehen, einschließlich Anlagen mit einer Leistung über 30 kWp.

Zu § 21 EEG-E und § 85 EEG-E - Direktvermarktung

Wir begrüßen die Initiative zur Ausweitung und Entbürokratisierung der Direktvermarktung auch für kleinere EE-Anlagen (§ 85 Abs. 2 Nr. 5 EEG-E). Die Erstellung einheitlicher Nachweise zur

Berlin, 13.01.2025 | Seite 3 von 8

Überprüfung der Pflichten der Direktvermarktung und Herstellung der Massentauglichkeit sind positiv zu bewerten. Insbesondere müssen Prozesse zentralisiert werden, um die VNB diesbezüglich zu entlasten.

Sowohl für Bestandsanlagen als auch für Neuanlagen ist es wichtig, eine stärkere Marktintegration zu erreichen, so dass die Anlagen zuverlässig auf Marktpreissignale reagieren. In der Direktvermarktung reagiert aktuell bei PV-Anlagen der überwiegende Teil der installierten Leistung nicht auf negative Preise, bei Windenergie ist das Bild etwas positiver. Die Notwendigkeit für eine vereinfachte Steuerung und Entbürokratisierung von Prozessen und Fristen wird deutlich.

Die Herausnahme der Passage zur Herabsenkung der Direktvermarktungsschwelle (§ 21 EEG aus dem Kabinettsbeschluss) ist nicht zielführend. Die Hebelwirkung der Absenkung der Schwelle auf 25 kW signalisiert den Marktteilnehmern die Notwendigkeit einer stärkeren Reaktion der Direktvermarktung auf negative Preise und könnte auch schon parallel zur Entbürokratisierung erfolgen.

Aufgrund der nötigen Umstrukturierung und Bündelung der Prozesse ist mit einer Wirkung dieser Maßnahmen mittelfristig ab den Jahren 2028 bis 2030 zu rechnen.

Zu § 51 EEG-E & § 100 Abs. 45 EEG-E – Aussetzen der Vergütung bei negativen Preisen

Die Maßnahme zur Aussetzung der Vergütung bei negativen Preisen (§ 51 Abs. 1 und 2 EEG-E) für Neuanlagen ist sehr zu begrüßen. Sie hilft, die Belastung des EEG-Kontos zu begrenzen. Hierbei fällt weniger der zusätzliche Förderbedarf durch festvergütete Neuanlagen ins Gewicht. Stattdessen ist hier insbesondere die weitere Verschärfung negativer Preise durch nichtreagierende Anlagen und dadurch die Finanzierungslücke bei der Vermarktung aller EEG-Anlagen zu beachten. Bei einer kontinuierlichen Auszahlung der Förderung hätten Bestandsanlagen ohne diese Änderung keinen Anreiz, sich entsprechend der Preissignale zu verhalten.

Der oben genannte Anreiz, zu Zeiten negativer Preise nicht einzuspeisen, indem Eigenverbrauch betrieben oder der Strom zwischengespeichert wird, wäre noch größer, wenn eine Pönale bei weiterer Einspeisung eingeführt würde. Diese Pönale wäre wirksam für Anlagen in der EEG-Vermarktung durch den ÜNB, welche 15-minütig gemessen werden (intelligentes Messsystem vorhanden) und noch nicht steuerbar sind (keine Steuerbox). Darüber würde für den Anlagenbetreiber explizit der Anreiz geschaffen, die Steuerfähigkeit der Anlage herzustellen. Für die Verringerung von Erzeugungsüberschüssen sehen wir durch die Änderung am § 51 EEG keine direkte, kurzfristige Abhilfe. Es besteht die Möglichkeit, dass Anlagen in der ÜNB-Vermarktung auch zu Zeiten negativer Preise weiter einspeisen und auf die Auszahlung der EEG-Vergütung verzichten.

Berlin, 13.01.2025 | Seite 4 von 8

Durch die Anpassung der Steuerbarkeitsgrenze auf 7 kW sind Anlagen unterhalb dieser Größenklasse nicht mess- und steuerbar. Ohne intelligentes Messsystem (15-minütige Messung) ist eine korrekte Abrechnung der Zeiträume mit Vergütungsausfall bei negativen Preisen nach § 51 EEG-E nicht möglich. Das führt dazu, dass Anlagen kleiner 7 kW ohne intelligentes Messsystem nicht für den Vergütungsausfall abgerechnet werden können. Allerdings gilt weiterhin § 29 Abs. 1 Nr. 2a MsbG-E, nach welchem Letztverbraucher mit einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung (Speicher, Ladepunkt oder Wärmepumpe) nach § 14a EnWG mit einer Leistung ab 4,2 kW die Pflicht für ein intelligentes Messsystem haben.

Somit sehen wir das Risiko der Privilegierung des Segments < 7 kW ohne steuerbare Verbrauchseinrichtung, da diese gemäß § 29 Abs.1 Nr. 2b MsbG-E nicht fernsteuerbar sein müssten und sie ohne intelligentes Messsystem (iMSys) immer die volle Vergütung erhalten würden, da der Vergütungsausfall nicht abgerechnet werden könnte. Damit existiert ein Risiko der Beanreizung eines stärkeren Zubaus von Anlagen mit einer Leistung von 6,9 kW. Diese Entwicklung sollte beobachtet und ggf. kurzzeitig nachgesteuert werden. Eine Nachsteuerung könnte erfolgen, indem die Mess- und Steuerbarkeitsgrenze weiter abgesenkt wird oder sichergestellt wird, dass der gerechtfertigte Entfall der Vergütung bei negativen Preisen bereits ab einer installierten Leistung von 2 kW erfolgt.

Für die Akzeptanz der Regelung ist das Anhängen der Zeiten negativer Preise an den Förderzeitraum positiv zu bewerten.

Zu § 94 EEG-E - Verordnungsermächtigung zu systemdienlichem Anlagenbetrieb

Durch die Verordnungsermächtigung kann die Möglichkeit geschaffen werden, PV-Anlagen für einen Übergangszeitraum über die Wechselrichter zu steuern. Die ÜNB hätten dadurch direkten Zugriff auf die Anlagen, um diese in Notsituationen zu steuern. Allerdings fehlt der klare Bezug zu § 13 EnWG, welcher diese Notsituationen adressiert. Dieser muss hergestellt werden. Somit würde der Instrumentenkasten der ÜNB für Noffälle erweitert werden. Aufgrund der aktuell schon geltenden Verpflichtung zur Steuerbarkeit würde die Verordnung Anlagen < 100 kW adressieren, die noch nicht anderweitig steuerbar sind (z.B. über intelligente Messsysteme und Steuerboxen).

Innerhalb der Verordnungsermächtigung (§ 94 EEG) sind noch verschiedene Unklarheiten enthalten, die ausgestaltet werden müssen. Zum Beispiel muss die Kostenwälzung und Finanzierung des Instrumentes klar geregelt werden. Durch das Instrument entstehen u.a. Kosten bei den ÜNB im Rahmen der Implementierung, dem Testen und dem Betrieb.

Insbesondere ist nicht klar definiert, ob sich das Instrument nur auf Neuanlagen bezieht oder auch für den Bestand gelten würde. Um kurzfristig auftretende Erzeugungsüberschüsse schon in den Jahren 2025 und 2026 zu steuern, sehen wir einen Hebel in der Integration von Bestandsanlagen in dieses Instrument. Um möglichst viele Anlagen zu erreichen, wäre eine Pflicht zur Integration

Berlin, 13.01.2025 | Seite 5 von 8

am sinnvollsten. Kann keine Pflicht für Bestandsanlagen eingeführt werden, müssten freiwillige Vereinbarungen mit den Anlagenbetreibern und Wechselrichterherstellern vereinbart werden, sofern die rechtlich-regulatorische Einordnung durch den Gesetzgeber erfolgt. Eine große Hürde bei freiwilligen Vereinbarungen ist die Erreichung einer hohen Teilnahmequote an Bestandsanlagen.

Zu § 12 EnWG-E - Controlling der Steuerfähigkeit

Durch § 12 EnWG-E wird ein Controlling der Steuerbarkeit von EE-Anlagen, die durch den Netzbetreiber steuerbar sein sollten, eingeführt und somit das Potential der Bestandsanlagen gehoben sowie Verbindlichkeit bei den Bestands- und Neuanlagen geschaffen. 50Hertz begrüßt diese Maßnahme.

Anlagen < 100 kW unterliegen erst ab dem 01. Januar 2026 der Testpflicht. Im Segment 7 bis 25 kW sowie 25 bis 100 kW können relevante Potentiale mit Blick auf die Steuerbarkeit gehoben werden. Analysen der vier Übertragungsnetzbetreiber zeigen, dass das Segment 25 bis 100 kW zur Heilung von potentiellen Erzeugungsüberschüssen relevant ist. Daher sollte dieses Segment bereits früher der Testpflicht unterliegen.

Wir begrüßen, dass verschiedene Anmerkungen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigt wurden, insbesondere die Möglichkeit die einheitlichen Leitlinien, sofern erforderlich, iterativ anzupassen (§ 12 Abs. 2d EnWG-E) sowie die Berücksichtigung der Spannungsebene bei den einheitlichen Leitlinien bzw. des Testablaufes (§ 12 Abs. 2d EnWG)-E.

Die durch die Steuerbarkeitsprüfung entstehenden Kosten bei den testweisen Abrufen der Ist-Einspeisung sowie Personalkosten durch die Festlegung des Prüfprozesses bei den Netzbetreibern, sowie IT-Kosten für die Konformitätsprüfung müssen anerkannt werden.

Es bedarf außerdem einer Pflicht zur Mitwirkung des Anlagenbetreibers zur Durchführung der Tests.

Zu § 5 EEV-E – ÜNB Vermarktung

Grundsätzlich ist die Regelung zu begrüßen. Die Möglichkeit diese neue Form der Vermarktung anfangs über Piloten zu testen und zu erproben, ist allerdings nicht enthalten. Da die Abwicklung voraussichtlich komplex ist, wäre die Verschiebung der verpflichtenden Umsetzung um zwei Jahre angemessen. So können zwischenzeitlich mit Hilfe von Pilotprojekten die Hürden in der Umsetzung zu identifiziert und Lösungen entwickelt werden.

Es ergeben sich Herausforderungen und offene Fragen bezüglich der Abwicklung. Neu enthalten ist, dass der ÜNB Vereinbarungen mit Betreibern von Anlagen oder Dritten schließen kann, um

Berlin, 13.01.2025 | Seite 6 von 8

Anlagen als fernsteuerbar zu deklarieren und in der Prognose berücksichtigen zu können. Die Erklärung der Fernsteuerbarkeit durch den ÜNB ist schwierig, da der ÜNB diese Testung nicht vornehmen kann, sondern stattdessen auf die Mitwirkung der Verteilnetzbetreiber oder Dritter angewiesen ist. Fraglich ist also, in wessen Zuständigkeit die anlagenscharfe Testung zur Fernsteuerbarkeit fällt und wie dieser Prozess abgewickelt wird.

Änderungsantrag der Fraktionen SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen (BT-Drucksache 20/14235, Ausschussdrucksache 20(25)745)

Der Änderungsantrag bezieht sich weitestgehend auf Änderungen im Energiefinanzierungsgesetz, die die EEG-Finanzierung betreffen. Die Änderungen tragen unter anderem zu mehr Klarheit bei und beheben redaktionelle Fehler. Dies wird von 50Hertz grundsätzlich begrüßt.

Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes BT-Drucksache 20/14242

Ein vorgeschaltetes Herauslösen der DC-Links (Vorhaben 100-104) ist nicht sinnvoll, da die Vorhaben des Netzentwicklungsplans (NEP) in Gänze im Rahmen des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPIG) in der nächsten Legislaturperiode verabschiedet werden sollten, um eine konsistente und folgerichtige gesetzliche Grundlage der Vorhaben des NEP gewährleisten zu können. Gleichwohl sind nachfolgende Änderungshinweise zu nennen:

Erdkabelvorrang erhöht die Kosten des Netzausbaus

Bezüglich der E-Kennzeichnung (Erdkabelvorrang) der Vorhaben in dem vorliegenden Gesetzentwurf ist anzumerken, dass ein Freileitungsvorrang eine Kostenersparnis von ca. 20 Mrd. Euro ermöglicht. Die entsprechenden Argumente wurden seitens der Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Tennet und TransnetBW mehrfach vorgetragen.

Bedarfsgerechte Ausführung der Vorhaben DC40 und DC 42

Des Weiteren ist anzumerken, dass eine Erweiterung der Vorhaben DC40 und DC42 auf 4 GW in den zugrundeliegenden Szenarien nicht erforderlich erscheint. Um eine spätere Erweiterung der Vorhaben DC40 (OWL, V100-101) und DC 42 (SWL, V103-104) auf 4 GW zu ermöglichen hatten die Übertragungsnetzbetreiber im 2. Entwurf des NEP 2037/2045 (2023) grundsätzlich Leerrohre für die Projekte DC40, DC41 und DC42 vorgeschlagen.

Kostensenkungspotentiale bei DC40/+ heben und Belastung von Anwohnern und Umwelt reduzieren

Insbesondere im Hinblick auf die Vorhaben 100-101 (DC40/+) regte 50Hertz im Sinne der Kosteneffizienz des Netzausbaus an, den östlichen Endpunkt vom Umspannwerk Streumen zum Umspannwerk Klostermannsfeld in Sachsen-Anhalt zu ändern. Aus dieser Änderung ergeben sich gegenüber der bisherigen Fassung signifikante Vorteile. Die Trassenlänge reduziert sich durch die Verlagerung des Endpunktes um ca. 160 km (-30%), wodurch ca. 480 km Erdkabel und zahlreiche Muffenbauwerke (zur Verbindung der Kabelabschnitte) entfallen. Dies entlastet nicht allein Lieferketten und Dienstleister (wie bspw. Tiefbauunternehmen und Trassenplaner), sondern auch die Netzkundinnen und Netzkunden, da sich das erforderliche Investitionsvolumen von Vorhaben 100 um ca. 1,2 Mrd. € reduziert. Die redispatchsenkende Wirkung des Vorhabens, d.h. der Nutzen für das deutsche Übertragungsnetz, verändert sich durch diese Verkürzung dagegen nur geringfügig. Darüber hinaus ergeben sich Synergieeffekte in der Planung, Genehmigung und Realisierung, da Vorhaben 100 und 101 von Niedersachsen bis zu ihrem gemeinsamen Endpunkt Klostermannsfeld in Sachsen-Anhalt in gemeinsamer Trasse geplant und realisiert werden können. Dadurch werden Eingriffe in Naturräume sowie Betroffenheiten in der Bevölkerung reduziert und die Akzeptanz des Vorhabens erhöht.

Gesetzentwurf der Fraktionen SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN Entwurf eines Gesetzes für einen Zuschuss zu den Übertragungsnetzkosten im Jahr 2025 (BT-Drucksache 20/14026)

Um die Kosten für Netzausbau möglichst gering zu halten, sollte der Fokus auf der Senkung der Kosten bzw. der Begrenzung des Kostenanstiegs liegen (z.B. durch Freileitungsausführung statt Erdkabelausführung). Der vorliegende Gesetzentwurf befasst sich mit der ebenfalls relevanten Verteilung der Netzkosten.

Für den Ausbau der Übertragungsnetze sind in den kommenden beiden Jahrzehnten Investitionen im mittleren dreistelligen Milliardenbereich erforderlich. Gleichzeitig werden die Engpassmanagementkosten erst mit der Inbetriebnahme großer Netzausbauprojekte absehbar sinken. In den kommenden Jahren fallen die hohen Investitionskosten mit weiterhin hohen Engpassmanagementkosten zusammen. Die Netzentgelte werden somit weiterhin auf dem gegenwärtig hohen Niveau verbleiben oder sogar weiter steigen.

Gleichzeitig sind stabile Strompreise für Haushalte, Gewerbe und Industrie von hoher Bedeutung für den Wirtschaftsstandort Deutschland und für die Akzeptanz der Energiewende. Daher sind Maßnahmen erforderlich, die zur Stabilisierung der Netzentgelte beitragen und die Wirtschaft und Haushalte in diesem Bereich entlasten. 50Hertz begrüßt daher grundsätzlich einen Zuschuss zu den Übertragungsnetzentgelten.

Berlin, 13.01.2025 | Seite 8 von 8

Die finalen Netzentgelte für das Jahr 2025 wurden bereits am 16.12.2024 veröffentlicht. Eine unterjährige Anpassung der Netzentgelte ist nach § 4 Abs. 3 ARegV grundsätzlich nicht vorgesehen. Sollte aus den im Gesetzentwurf genannten Gründen ein Zuschuss und damit eine Absenkung der Netzentgelte 2025 ermöglicht werden, bedarf es zur unterjährigen Anpassung entsprechender Änderungen.